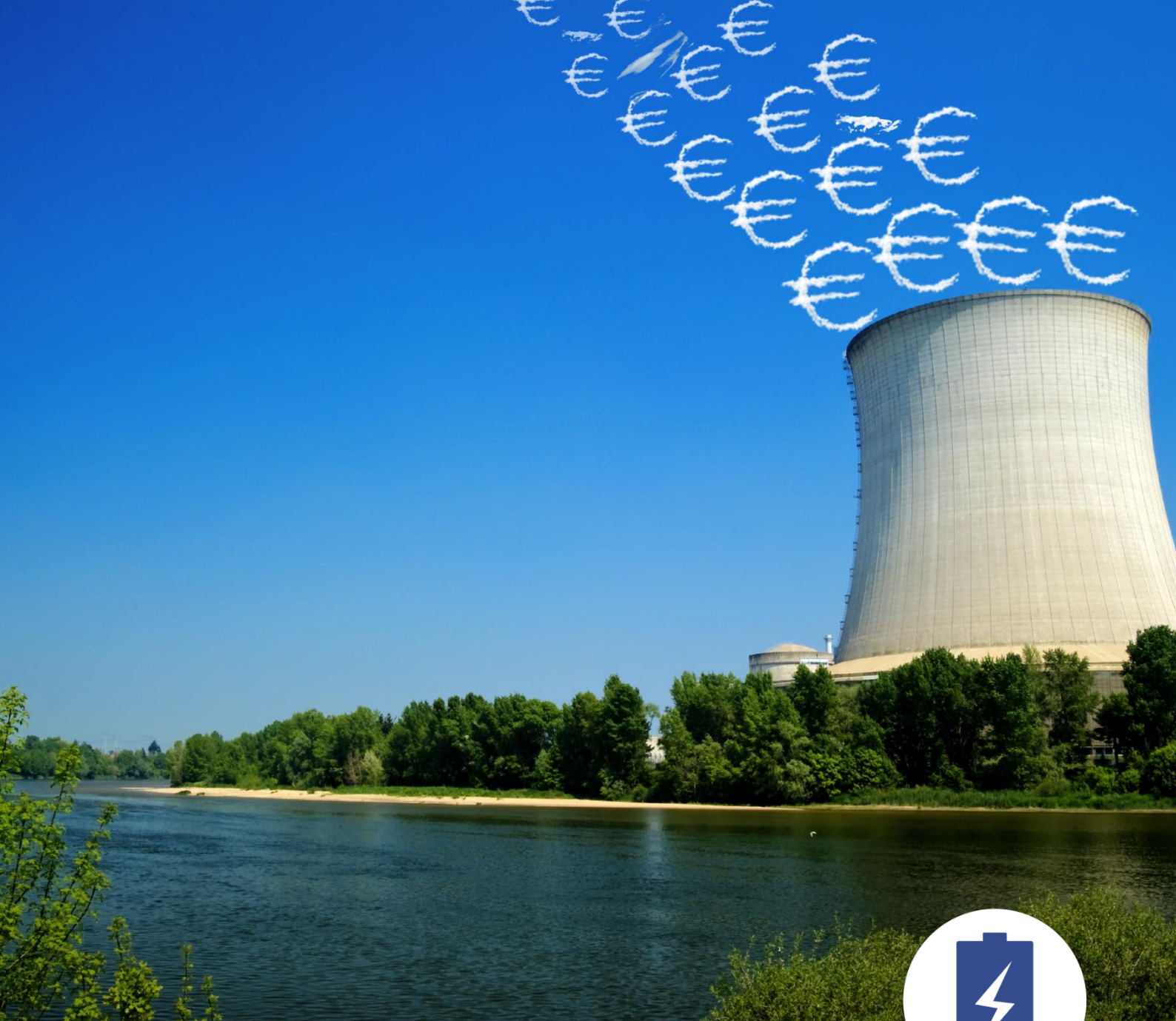




MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Les consommateurs pâtissent de la concurrence
sclérosée de l'approvisionnement

RESUME

Alors que la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui doit définir le futur du mix énergétique français et notamment la place du nucléaire dans la production d'électricité, est en pleine phase de concertation, l'UFC-Que Choisir rend publique une étude choc qui met en lumière les surcoûts faramineux payés par les consommateurs en raison du manque de concurrence sur l'activité de production d'électricité. L'association appelle le gouvernement à profiter du débat ouvert sur la PPE pour mettre à plat le fonctionnement du marché de l'électricité afin, d'une part, que les consommateurs puissent bénéficier d'une électricité au juste prix et, d'autre part, que les investissements d'avenir, notamment renouvelables, ne soient pas freinés par la sclérose concurrentielle de l'activité de production.

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité, l'association n'a eu de cesse d'interpeller les pouvoirs publics sur le verrou que constitue la production nucléaire sur le développement du marché de détail. L'instauration d'un accès régulé au nucléaire historique (ARENH)¹ en 2010 n'a constitué qu'un pis-aller temporaire permettant de créer un semblant de concurrence sur le marché de détail (seulement 18% des consommateurs sont passés à une offre de marché depuis 2007²).

Au-delà de la structure de marché, notre étude s'est attachée à analyser l'influence de la production d'électricité, et particulièrement celle d'origine nucléaire (plus de 70 % de la production d'électricité française), sur la fixation des prix de marché de gros et sur la facture des ménages entre 2012 et 2017. Nous avons constaté qu'EDF utilisait son parc nucléaire de manière singulière par rapport au Royaume-Uni et à l'Allemagne. En effet, dans une logique concurrentielle, une centrale électrique est utilisée dès lors que le prix de marché permet de couvrir son coût variable³. Or, si EDF fait tourner ses centrales nucléaires à quasi plein régime⁴ quand les prix de marché sont supérieurs à 40 €/MWh, le taux moyen d'utilisation du parc opérationnel n'est plus que de 83% lorsque les prix s'approchent du coût variable, c'est à dire 12 €/MWh⁵. En comparaison, le taux moyen d'utilisation du parc nucléaire allemand varie peu et ne descend pas en dessous de 91 % tant que le prix de marché est supérieur ou égal à 12 €/MWh. L'obligation de déclencher des centrales plus chères (gaz, charbon, fioul) ou d'importer pour compenser la baisse de production nucléaire entraîne alors une augmentation des prix de marché de gros. Faute de concurrence suffisante sur la production, cette situation a permis à l'opérateur historique de vendre à meilleur prix l'électricité produite et donc d'augmenter ses recettes, selon nos estimations, d'environ 3,2 milliards d'euros entre 2012 et 2017.

De plus, notre analyse montre que les échanges d'électricité entre l'Allemagne et la France ne respectent pas une logique de marché classique. En effet, depuis 2015, alors que les prix de marché sont moins chers en Allemagne, peu d'électricité est importée par la France. Par contre, quand la France est légèrement moins chère, les exportations vers l'Allemagne sont massives. L'absence de symétrie dans les échanges a pour effet de maintenir des prix élevés en France, au détriment des consommateurs français.

¹ Les fournisseurs alternatifs peuvent acheter de l'électricité d'origine nucléaire à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)

² Observatoire du marché de détail de la Commission de régulation de l'énergie – 4^{ème} trimestre 2017

³ Le coût variable repose principalement sur le coût du combustible

⁴ Le taux d'utilisation des centrales nucléaires atteint 96% des capacités opérationnelles

⁵ Evaluation de l'ADEME et de la Cour des comptes

Plus grave, l'augmentation des prix de marché de gros, qui résulte de la sous-utilisation du nucléaire français, a entraîné, selon nos estimations, un surcoût sur la facture des consommateurs d'environ 2,4 milliards d'euros entre 2012 et 2016. Il a touché en premier lieu les 28 millions de consommateurs chez EDF, car le tarif réglementé de vente est en partie indexé sur les prix de marché de gros, ce qui représente environ 71 € par abonné entre 2013 et 2016. Les 4 millions de consommateurs en offre de marché chez un fournisseur alternatif ont, quant à eux, supporté un surcoût d'environ 109 € sur la même période. Par ailleurs, la hausse des prix de marché de gros a fait augmenter les prix des fournisseurs alternatifs, réduisant ainsi l'écart entre les offres de marché et le tarif réglementé de vente, ce qui aura freiné le développement des concurrents d'EDF sur la période.

Au global, ce constat désastreux met clairement en lumière l'incapacité de la régulation actuelle à garantir aux consommateurs un prix de l'électricité qui tire pleinement avantage de la compétitivité des capacités nucléaires historiques. L'UFC-Que Choisir, dans le cadre de l'élaboration de la PPE, appelle les pouvoirs publics à ne pas limiter le débat à la seule question de l'évolution de la part du nucléaire dans le mix électrique futur, mais également à prendre en compte la problématique de son fonctionnement. En effet, il apparaît essentiel de mettre en place un cadre réglementaire plus contraignant afin d'assurer un fonctionnement optimal du parc nucléaire historique qui soit à la fois bénéfique aux consommateurs et qui n'hypothèque pas les objectifs environnementaux de long terme.

Sommaire

RESUME	2
I. Une ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en demi-teinte	5
1. Electricité : une énergie plus que centenaire	5
2. Une ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité qui s'inscrit dans une logique européenne	5
3. Une activité de production relevant largement de l'opérateur historique EDF	7
II. L'influence de la sous-utilisation des capacités de production nucléaire sur la détermination des prix de marché	10
1. La détermination des prix dans un marché de l'électricité	10
2. L'influence de l'utilisation des centrales nucléaires françaises sur la détermination des prix de marché	12
3. Fermeture de la centrale de Porcheville en pleine crise de disponibilité des moyens de production	17
III. Des échanges transfrontaliers entre l'Allemagne et la France en dehors de toute logique de marché	19
1. Intérêt et principe des échanges transfrontaliers	19
2. Analyse des échanges transfrontaliers entre la France et l'Allemagne	20
IV. Les conséquences de la sous-utilisation des capacités de production pour les consommateurs particuliers	23
1. Une différenciation tarifaire limitée qui ne stimule pas la concurrence	23
2. L'impact de la sous-utilisation des capacités de production nucléaires sur la facture des ménages et sur la dynamique de concurrence sur le marché de détail	25
V. Demandes de l'UFC-Que Choisir	29
Annexe I : Cadre d'analyse	30
Annexe II : Calcul des gains et pertes d'EDF	31
Annexe III : Calcul du surcoût pour les consommateurs	32

I. Une ouverture à la concurrence du marché de l'électricité en demi-teinte

L'ouverture à la concurrence du secteur de l'énergie découle d'une volonté européenne de créer un marché unique de l'électricité. Cette dérégulation au niveau français s'est accompagnée d'une séparation des activités de la filière électrique. Cependant, malgré l'ouverture à la concurrence, l'activité de production est restée fortement centralisée autour d'EDF.

1. Electricité : une énergie plus que centenaire

L'électrification du territoire français a débuté à la fin du dix-neuvième siècle. Jusqu'à la nationalisation du secteur de l'énergie en 1946, qui verra la création de la société Electricité de France (EDF), le développement s'est déroulé de manière décentralisée avec de fortes disparités entre les zones rurales et urbaines.

Il faudra attendre le milieu des années soixante-dix pour que le maillage électrique atteigne la quasi-totalité de la population. Après cette période, avec le développement des usages électriques, l'enjeu principal pour EDF devient le renforcement des réseaux afin de soutenir la forte croissance de la consommation et de la production d'électricité.

Enfin, dans les années quatre-vingt-dix, sous l'impulsion de l'Union Européenne, un vaste chantier s'opère pour créer un marché unique de l'énergie. La France va alors entamer un processus de dérèglementation de la filière électrique qui se concrétisera par l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité et du gaz et la fin du monopole d'EDF-GDF.

2. Une ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité qui s'inscrit dans une logique européenne

a) La séparation des activités pour garantir le développement de la concurrence

L'objectif européen est de construire un « marché intérieur de l'énergie » compétitif. Ainsi, l'Union Européenne, via différentes directives⁶, a organisé progressivement la concurrence du marché de l'électricité des différents Etats membres. La dérégulation s'est matérialisée par la séparation des différentes activités de la filière électrique :

- Une ouverture à la concurrence de l'activité de fourniture d'électricité afin que les consommateurs soient libres de choisir leur fournisseur. En France, cette ouverture a débuté en février 1999 avec les gros consommateurs (industriels ayant une consommation annuelle supérieure à 100 GWh) pour se terminer en juillet 2007 avec les consommateurs particuliers ;
- Une ouverture à la concurrence de l'activité de production afin que les producteurs puissent librement s'installer. Néanmoins, malgré cette ouverture, comme nous le verrons dans la suite du document, cette activité relève majoritairement de l'opérateur historique EDF ;

⁶ 1^{er} paquet énergie directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 ; 2^{ème} paquet énergie directive 2003/55 du 26 juin 2003 ; 3^{ème} paquet énergie directive 2009/72/CE

- Le maintien du monopole pour les activités de transport et de distribution d'électricité, avec un droit d'accès aux réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires pour tous les utilisateurs des réseaux.

	Production	Transport et distribution	Fourniture d'électricité
Description de l'activité	Activité de production d'électricité	Activité de transport et de distribution depuis les sites de production vers ceux de consommation	Activité d'achat d'électricité pour fournir le client final
Marché	Concurrentiel	Monopolistique et réglementé	Concurrentiel
Les sociétés présentes sur les différents marchés	EDF, Engie, Direct Energie, Enercoop, etc.	ENEDIS (filiale à 100% d'EDF) gère les réseaux de distribution basse et moyenne tension RTE (filiale à 50,1% d'EDF) gère les réseaux de transport haute et très haute tension	23 fournisseurs (EDF, ENGIE, Direct Energie, etc.)

Source : UFC-Que Choisir

b) Une autorité de régulation pour surveiller le bon fonctionnement du marché

Afin de garantir le bon fonctionnement du marché de l'électricité, une autorité administrative indépendante a été créée en 2000, la Commission de régulation de l'énergie. Elle a un double objectif :

- La surveillance des réseaux de transport et de distribution.** La Commission de régulation de l'énergie doit garantir le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité des fournisseurs et des producteurs, veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité (fixe le tarif d'utilisation du réseau d'électricité) et enfin s'assurer de l'indépendance des gestionnaires de réseaux.
- La surveillance des activités de production et de fourniture d'électricité.** Elle doit surveiller les transactions effectuées sur les marchés d'électricité (entre les producteurs et fournisseurs), veiller au bon fonctionnement des marchés de détail (fixation des tarifs réglementés de vente) et suivre la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité (accès régulé à l'électricité nucléaire historique, etc....)

c) Les différentes sources d'approvisionnement des fournisseurs

Les fournisseurs peuvent s'approvisionner de différentes façons pour fournir leurs clients en électricité :

- En utilisant leurs propres moyens de production ;
- En signant des contrats de gré à gré avec des producteurs. Afin de sécuriser leur approvisionnement, les fournisseurs peuvent établir des contrats de moyen et long terme avec des producteurs ;
- En achetant sur les bourses de l'électricité. Les achats/ventes peuvent se faire pour une livraison le jour même ou pour le lendemain (« marché spot ») ou pour une livraison sur une période future donnée (« marché à terme ») ;

- En achetant de l'électricité nucléaire historique régulée⁷ (ARENH). Les fournisseurs alternatifs peuvent acheter de l'électricité d'origine nucléaire à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Ainsi, selon l'évolution des prix du marché de gros, les fournisseurs effectuent des arbitrages entre les différents modes d'approvisionnement. Il existe des différences notables entre les fournisseurs. Par exemple, EDF utilise majoritairement ses propres moyens de production pour approvisionner ses clients alors que les fournisseurs alternatifs n'ayant, pour la majorité, que très peu de capacités de production vont faire un mix entre le marché de gros, les contrats de gré à gré et de l'ARENH. Cet arbitrage est extrêmement important car il doit permettre de proposer aux consommateurs une offre compétitive par rapport au tarif réglementé de vente.

3. Une activité de production relevant largement de l'opérateur historique EDF

Depuis l'ouverture du marché français, si la production d'électricité est théoriquement ouverte à la concurrence, dans les faits, elle est restée très concentrée autour d'un petit nombre d'acteurs.

a) La forte présence d'EDF sur les différentes filières de production d'électricité conventionnelle

Presque vingt ans après l'ouverture du marché de l'électricité, et la fin du monopole de l'opérateur historique EDF, la concurrence sur la production s'est peu développée. A titre d'exemple, entre 2004 et 2015, la part de marché d'EDF sur la production d'électricité est passée de 90 % à 85,7 %, soit une baisse de moins de 5 points⁸. Selon les données de la Commission de régulation de l'énergie⁹, l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI), qui permet de mesurer la concentration d'un marché, dépasse les 8000 points sur la production, signifiant un marché hautement concentré (le seuil d'alerte étant à 2 500 points).

• EDF : un monopole sur le nucléaire

Dans le détail, on constate que la totalité des capacités de la production française (63 GW), est détenue par l'entreprise EDF. Les centrales nucléaires représentent un peu moins de 50 % du parc installé en 2016 mais, grâce à des coûts d'exploitation très compétitifs, elles assurent environ 72 % à 75 % de la production totale d'électricité française¹⁰.

• EDF : un acteur majeur de l'hydraulique

Il existe plus de 2 300 installations hydroélectriques, dont 436 sont exploitées par EDF, soit près de 19 % des installations existantes¹¹. Cependant, EDF détient les ouvrages majeurs qui lui permettent d'atteindre 78 % de la puissance hydroélectrique totale (19,9 GW pour EDF). La société Engie¹² dispose de 3,8 GW, soit environ 15 % de la puissance installée totale. Les différentes technologies hydrauliques représentent environ 19 % de la capacité du parc de production mais couvrent seulement 12 % de la production totale.

⁷ Voir infra

⁸ Source Eurostat

⁹ <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-sur-le-fonctionnement-des-marches-de-gros-2016-2017/consulter-le-rapport>

¹⁰ Source RTE, Bilan annuel du marché de l'électricité

¹¹ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/l-hydraulique-en-chiffres>

¹² <http://www.engie.fr/electricite/>

- **Centrales thermiques fossiles**

La société EDF détient encore près de 58 %¹³ des moyens de production fossiles (centrales au charbon, au fioul, au gaz naturel, turbines à combustion (TAC) et cycles combinés gaz (CCG)). Elle est toutefois en concurrence directe avec des acteurs comme Engie ou Direct Energie qui sont propriétaires de centrales fonctionnant au gaz.

- b) **Le développement « quasi-impossible » de la concurrence sur les moyens de production conventionnels**

L'ouverture de la production à la concurrence ne s'est pas accompagnée du développement de capacités nouvelles. Hormis les énergies renouvelables, largement subventionnées, on assiste à un désinvestissement important dans les moyens de production classiques.

- **Une concurrence quasi impossible sur les moyens de production de base**

En ce qui concerne la production nucléaire, il existe deux barrières à l'entrée qui contribuent à expliquer l'absence de projet d'investissement en dehors d'EDF. Premièrement, la loi Transition énergétique pour la croissance verte du 18 août 2015 a limité la capacité totale du nucléaire en France, empêchant tout nouveau projet de sortir de terre. De plus, la construction et l'entretien d'une centrale nucléaire supposent un investissement considérable. Dans un contexte de surcapacité des moyens de production et de prix de gros déprimés, ce type d'investissement s'avère donc très risqué.

- **La difficile mise en concurrence de l'hydraulique française**

Les centrales hydroélectriques de grande capacité sont exploitées sous le régime juridique de la concession (attribuées, pour la plupart, pour une durée de 75 ans). A l'issue de cette période, les biens en concession retournent à l'État qui peut renouveler la concession ou l'attribuer à un autre opérateur.

Malgré la fin des concessions sur certains ouvrages, l'Etat français a freiné leur mise en concurrence. En juillet 2008, en application d'une procédure en manquement émanant de la Commission européenne, l'Etat français a été contraint d'organiser la mise en concurrence des concessions hydroélectriques à leur échéance. Cependant, faute d'évolution significative depuis cette date, la Commission européenne a adressé le 22 octobre 2015 une mise en demeure à la France afin de lancer cette mise en concurrence. Malgré la création d'un cadre réglementaire sur les appels d'offres dans la loi de transition énergétique pour la croissance verte, les barrages arrivés en fin de concession n'ont toujours pas été mis en concurrence, faute d'accord entre l'Etat français et la Commission européenne.

- **Thermique fossile : un investissement qui n'a plus de sens à long terme**

L'investissement dans des unités de production fossile (charbon, gaz et fioul) est plus simple et accessible que pour une centrale nucléaire (les coûts fixes étant plus faibles). L'intérêt d'investir dans ces technologies reste cependant très limité pour plusieurs raisons :

¹³ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/le-thermique-a-flamme-en-chiffres>

- La durée d'utilisation de ces centrales va être de plus en plus limitée dans le temps à cause du développement des énergies renouvelables et de l'effacement de la consommation¹⁴, moins chers ;
- La faiblesse des prix de marché français de ces dernières années n'a pas vraiment incité les opérateurs à investir dans ces moyens de production de peur ne de pas les rentabiliser ;
- Les engagements européens et internationaux de la France sur la réduction des gaz à effet de serre et la volonté de taxer le carbone vont entraîner la fermeture progressive des moyens de production d'énergie fossile.

c) La création d'un tarif régulé du nucléaire pour pallier le manque de concurrence sur la production

Depuis le 1^{er} juillet 2011, les fournisseurs d'électricité alternatifs peuvent bénéficier de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à EDF à un prix et pour des volumes déterminés par le régulateur.

En effet, pour pallier le manque de concurrence sur le marché de la production et afin de permettre le développement d'offres compétitives sur le marché de détail, le législateur a institué, dans le cadre de la loi NOME de 2010 et pour une période transitoire courant jusqu'à 2025, un prix régulé du nucléaire historique fixé à 42 €/MWh.

Ce tarif régulé du nucléaire permet aux fournisseurs d'accéder à la production nucléaire dans des conditions équivalentes à celles d'EDF. En effet, entre 2007 et 2010, les prix sur le marché de gros étant extrêmement élevés, les fournisseurs alternatifs ne pouvaient concurrencer EDF.

Depuis l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, on constate que l'activité de production reste fortement du ressort de l'opérateur historique EDF. L'importance du parc nucléaire, les contraintes environnementales et réglementaires ainsi que la déprime des prix sur les marchés de gros ont entraîné un désinvestissement dans les moyens de production conventionnels. Afin que les fournisseurs alternatifs puissent proposer des offres compétitives, le législateur a été contraint d'intervenir pour réguler l'accès au nucléaire historique. Cependant, si cette mesure de régulation transitoire a apporté une bouffée d'air sur le marché de détail en aval, elle ne fait qu'entretenir la sclérose de l'activité de production en amont.

¹⁴ Pendant les périodes de pointe de consommation, des consommateurs et professionnels peuvent réduire leur consommation (par exemple, grâce à des équipements de pilotage de la consommation) afin de réduire la demande et éviter le déclenchement de moyen de production fossile

II. L'influence de la sous-utilisation des capacités de production nucléaire sur la détermination des prix de marché

La détermination des prix de gros de l'électricité dépend principalement des coûts de production des centrales qui sont utilisées pour répondre à la demande. Par conséquent, toute diminution de l'offre peut avoir des conséquences sur la détermination des prix de marché. Suite à une explication sur la mécanique de détermination des prix de l'électricité sur les marchés de gros, nous regarderons comment le fonctionnement du parc nucléaire français influence les prix de marché de gros.

1. La détermination des prix dans un marché de l'électricité

a) Principe de fixation des prix de l'électricité sur le marché de gros

L'électricité ne se stockant pas à grande échelle, il est nécessaire que les capacités de production répondent à la demande à chaque instant. Les moyens de production électrique (nucléaire, gaz, fioul, charbon, hydraulique, renouvelable, etc.) ne satisfont pas tous les mêmes besoins et leur mobilisation va dépendre de leurs caractéristiques techniques et de leurs coûts de production.

Les moyens de production sont déclenchés selon leur ordre de préséance économique, c'est-à-dire en fonction du coût variable¹⁵ croissant des installations, jusqu'à satisfaire la demande :

- **La production dite « fatale ».** Il s'agit des unités de production d'électricité renouvelable telles que l'éolien ou le solaire photovoltaïque et des productions plus régulières telles que l'hydraulique au fil de l'eau ou les bioénergies. Le coût variable est ici proche de zéro (ces unités n'utilisent pas de combustible pour fonctionner)¹⁶.
- **La production de « base »** est représentée par les moyens de production nucléaire. En France le parc installé de la filière nucléaire est de 63 GW, soit environ 48,5 % de la puissance totale¹⁷ en 2017. Le coût variable reste très faible entre 5 €/MWh¹⁸ et 12 €/MWh¹⁹, ce qui correspond principalement au combustible.
- **Les productions dites de « semi-base »** (centrales au charbon et cycles combinés au gaz pour l'essentiel) **et de « pointe »** (groupes fioul et turbines à combustion, qui ne sont utilisés que quelques heures par an) sont plus flexibles et s'adaptent aux variations de la demande résiduelle. Le coût variable de ces unités de production est très élevé notamment à cause du prix du combustible utilisé (20 €/MWh à plus de 60 €/MWh²⁰).

A tout instant le prix de marché est déterminé en fonction du prix proposé par le dernier moyen de production appelé. Dans l'exemple présenté dans le graphique ci-dessous, pour répondre à la demande (a), il est nécessaire de faire fonctionner les moyens de production

¹⁵ C'est-à-dire la dépense supplémentaire pour produire un MWh de plus. Le coût marginal est composé essentiellement des dépenses de combustible

¹⁶ Sauf pour la biomasse

¹⁷ <http://bilan-electrique-2017.rte-france.com/production/le-parc-de-production-national/#>

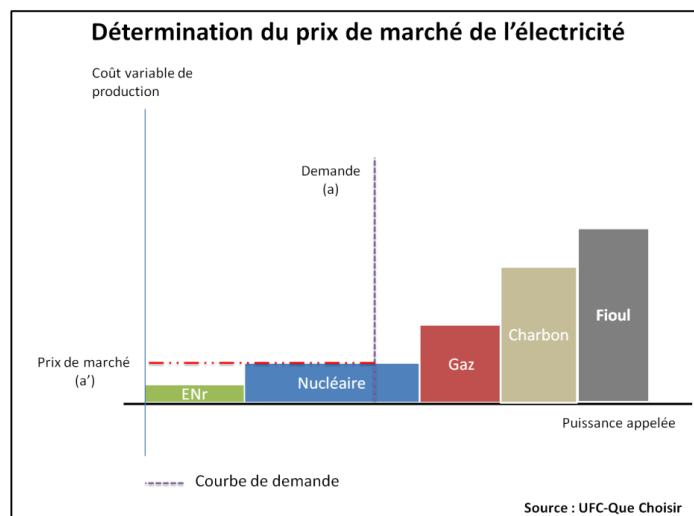
¹⁸ Rapport de la Cour des comptes :

https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/Rapport_thematique_filiere_electronucleaire.pdf

¹⁹ <https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/production-delelectricite>

²⁰ Ibid.

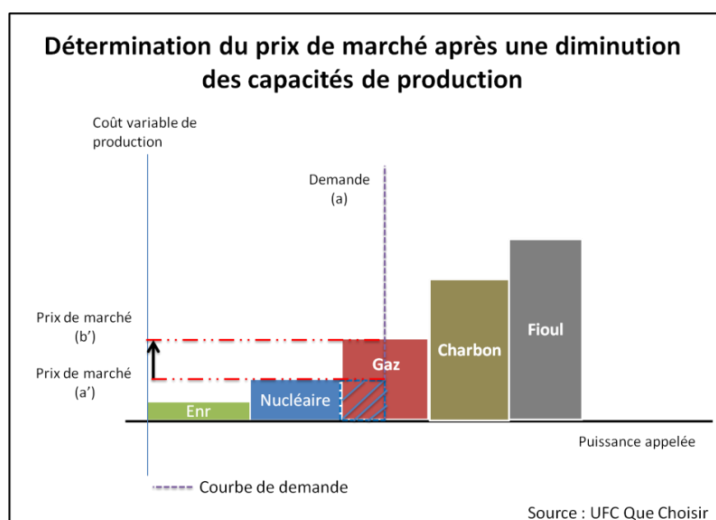
d'énergie renouvelable (EnR) mais également des moyens de production nucléaire. Le prix de marché (a') correspondant donc au coût variable des installations nucléaires.



b) La diminution des capacités nucléaires dans un marché faiblement concurrentiel

Dans une situation où la production est pleinement concurrentielle, la baisse d'un des producteurs est normalement compensée par ses concurrents (grâce à des moyens de production équivalents), et n'a normalement pas d'effet sur les prix. Seul le producteur ayant baissé sa production se retrouve alors pénalisé.

Dans le cas d'un monopole sur les moyens de production compétitifs et en l'absence de diminution de la consommation²¹, la baisse de la production (baisse de puissance ou arrêt d'une centrale qui est représentée par la zone hachurée en bleu dans le graphique ci-dessous) n'est pas compensée par des moyens économiquement équivalents. Elle entraîne le déclenchement de centrales plus chères pour répondre à la demande, induisant une augmentation des prix de gros de l'électricité (a' vers b') qui se répercute dans le temps sur le marché de détail, au détriment de la facture d'énergie des consommateurs.



²¹ La demande d'électricité varie peu à court terme car les consommateurs ont des prix fixes sur le marché de détail

Hormis un problème de sécurité ou de panne, les arrêts sont planifiés dans le temps afin d'éviter tout déséquilibre trop important entre l'offre et la demande qui entraînerait une augmentation significative, et donc injustifiée, du prix de l'énergie.

2. L'influence de l'utilisation des centrales nucléaires françaises sur la détermination des prix de marché

Dans cette partie, nous observerons l'influence de l'utilisation des capacités de production nucléaire sur la formation des prix de gros du marché français et nous nous interrogerons également sur certains arbitrages d'EDF qui semblent perturber la formation des prix au détriment des consommateurs finaux.

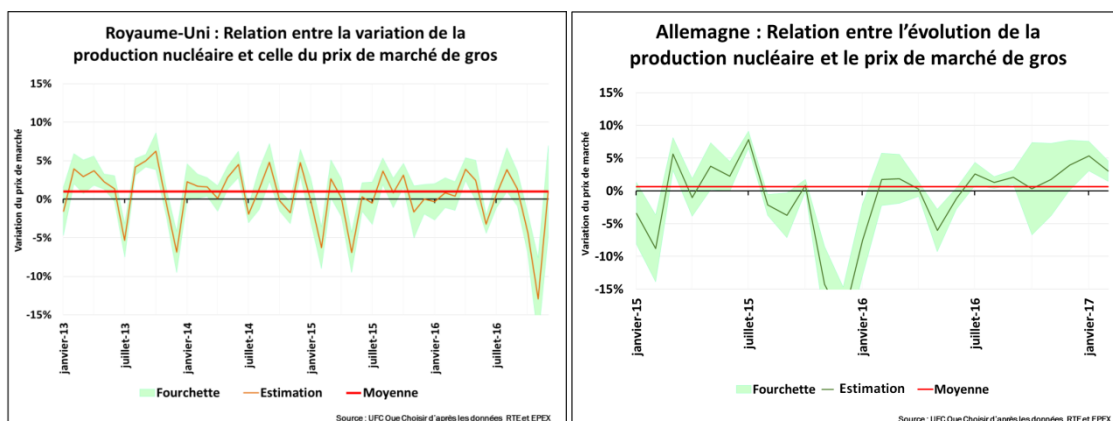
a) Analyse des fondamentaux de prix et comparaison avec l'Allemagne et le Royaume-Uni

- Une relation entre prix et production nucléaire qui, au niveau français, ne semble pas suivre la logique de marché

Grace à l'utilisation des bases de données publiques²², nous avons observé statistiquement le lien entre la production d'électricité nucléaire et la détermination des prix de marché de gros. En comparant avec le Royaume-Uni et l'Allemagne, qui disposent également d'un parc nucléaire, on constate une singularité française dans l'utilisation du parc nucléaire.

Les graphiques suivants donnent, pour chaque mois, l'influence estimée d'une variation d'un gigawatt de la production nucléaire sur les prix²³. L'échelle verticale représentant la variation du prix, un impact positif (au-dessus de la ligne) indique qu'une baisse d'un gigawatt de la production entraîne une hausse des prix.

Pour le Royaume-Uni et l'Allemagne²⁴, quand la production nucléaire diminue, le prix de marché monte, en moyenne, selon un ratio caractéristique d'environ 1,1% pour le premier et de 0,5 % pour le second. Cette situation est conforme à la logique de détermination des prix présentée précédemment, où une baisse de la production entraîne une augmentation des prix de marché.

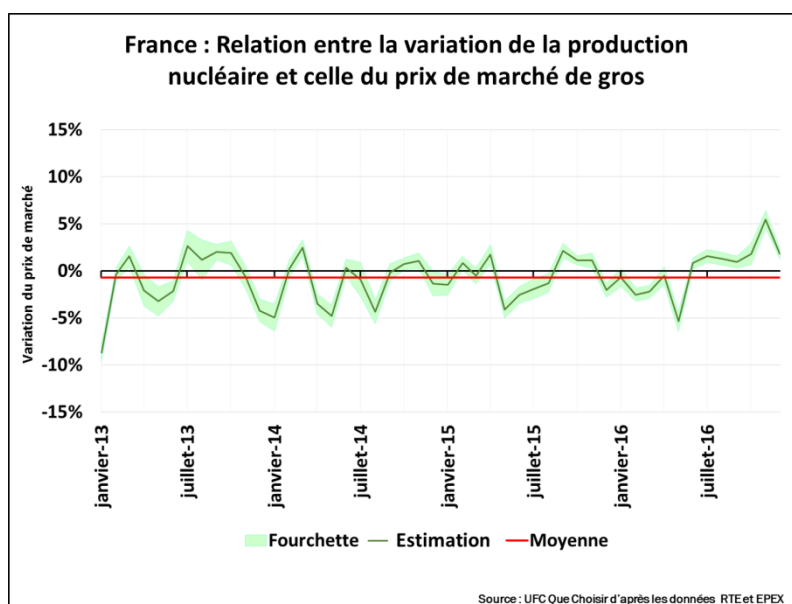


²² Publications du gestionnaire du réseau de transport RTE et l'European Energy exchange (Bourse de l'électricité)

²³ Méthodologie d'estimation en Annexe I

²⁴ En raison d'une indisponibilité des données, la période considérée pour l'Allemagne n'est pas identique à celle du Royaume-Uni et de la France. Néanmoins, l'historique sur deux ans permet de dégager une tendance.

En France, la situation est inverse, à celle du Royaume-Uni et de l'Allemagne, puisqu'une variation à la baisse d'un gigawatt de la puissance des centrales nucléaires s'accompagne d'une variation dans le même sens des prix de marché de gros d'environ 0,7%.



Au niveau français, en comparant la variation de la production nucléaire avec celle des prix de marché, il semble que la « logique de marché » n'est pas ici respectée comme elle l'est au Royaume-Uni et en Allemagne. En moyenne, en France, une diminution de la production nucléaire est concomitante à une baisse des prix, alors que dans les deux autres pays européens étudiés, une baisse de la production est concomitante à une hausse des prix.

La relation entre le prix et la production nucléaire apparaît donc plus complexe à interpréter en France qu'au Royaume Uni et en Allemagne. Au lieu d'un mécanisme simple (plus de production nucléaire fait baisser les prix et inversement), la gestion de la production nucléaire française semble être influencée par d'autres facteurs.

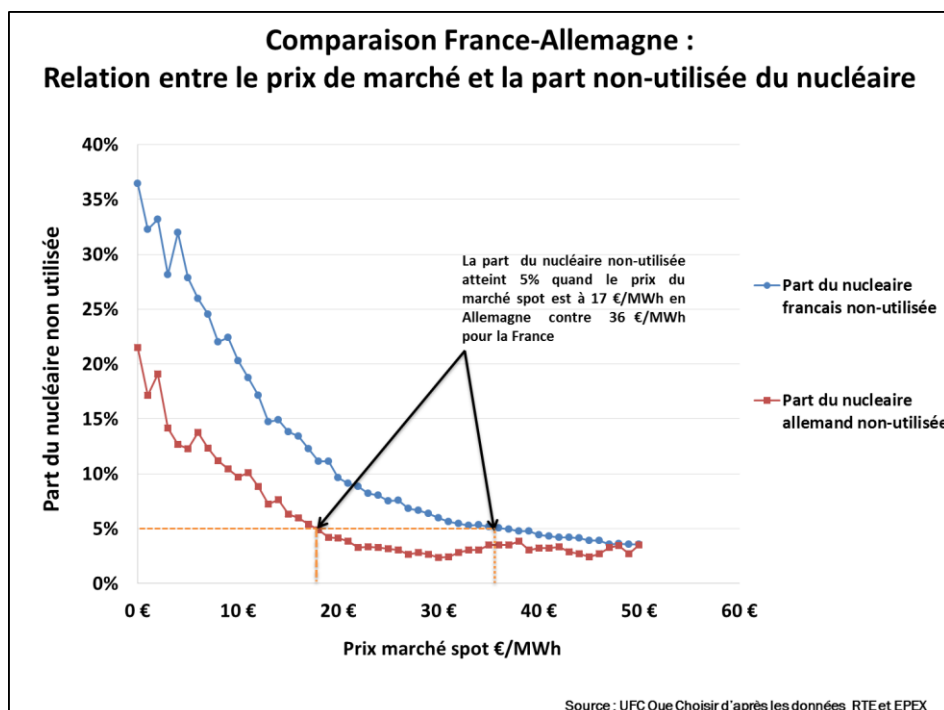
- **Analyse comparée de l'utilisation de la puissance nucléaire disponible entre la France et l'Allemagne**

D'après les données sur la production d'électricité et celles sur les prix de marché qui sont publiées respectivement par le gestionnaire du réseau de transport RTE et l'European Energy exchange (Bourse de l'électricité), l'association a comparé la relation entre le prix spot²⁵ horaire (€/MWh) et la part non utilisée du nucléaire disponible²⁶ en France et en Allemagne entre 2012 et 2017.

Dans le graphique suivant, on observe des vraies différences d'usage des capacités de production nucléaire entre la France et l'Allemagne. En effet, on constate que 5 % des capacités nucléaires disponibles ne sont pas utilisées lorsque les prix du marché de gros (spot) sont, en moyenne, à 36 €/MWh en France contre 17 €/MWh en Allemagne. Symétriquement, pour un même prix de marché (par exemple, 20 €/MWh), on constate que la part non utilisée du parc nucléaire est plus de deux fois supérieure en France (9,6 %) qu'en Allemagne (4,1 %).

²⁵ Prix de l'électricité sur le court terme

²⁶ Attention on prend ici le potentiel de production de centrales pleinement opérationnelles (hors panne et maintenance)



Au-delà de la comparaison, il apparaît étonnant qu'EDF n'utilise pas plus ses moyens de production nucléaire (comme en Allemagne) alors même que le prix de marché est supérieur au coût variable de ce type de centrale²⁷, voire plus élevé que son coût d'exploitation (qui intègre combustible, coût du personnel, consommations externes et fiscalité) qui est estimé dans un rapport de la Cour des comptes aux alentours de 22 €/MWh²⁸.

En conclusion, EDF justifie que ses centrales nucléaires sont arrêtées (ou utilisées à capacité réduites) même si elles pourraient fonctionner (prix de marché supérieurs aux coûts variables du nucléaire, soit entre 5 €/MWh et 12 €/MWh) par le fait que les centrales sont gérées « en valeur d'usage ». Cela veut dire qu'EDF ne fait pas fonctionner une centrale (ou réduit sa puissance) dans l'espoir de pouvoir la faire fonctionner ultérieurement, et avant le prochain rechargement de combustible, à un meilleur prix. Cela expliquerait que l'on constate dans le graphique du point précédant une baisse de la production nucléaire française lorsque les prix de marché de gros diminuent et une augmentation quand les prix augmentent. La situation est complètement opposée pour les producteurs européens qui gèrent les centrales nucléaires selon une « valeur de marché ». Ils n'arrêtent les centrales que lorsque le prix de marché est proche du coût variable ou pour maintenance.

Cet arbitrage d'EDF entre « fonctionner immédiatement » et « fonctionner plus tard » résulte, en partie, de ce que le stock de combustible nucléaire est figé entre deux rechargements : utiliser le combustible maintenant prive de la capacité à utiliser le combustible plus tard. On peut faire l'analogie avec un réservoir d'essence : quand la réserve est limitée, on préférera ne pas rouler trop vite pour se prémunir en cas d'aléas futurs sur la route (bouchon, station fermée, etc.). Le coefficient de production des centrales nucléaires françaises (production réelle vs production possible, analogie : nombre de kilomètres

²⁷ Condition d'utilisation des unités de production

²⁸ https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/Rapport_thematique_filiere_electronucleaire.pdf

parcourus par véhicule) est bien plus bas que dans les autres pays (69,69 % en France en 2016, contre 92,84 % aux Etats-Unis, 88,18 % en Espagne, 79,77 % en Belgique, 85,29 % en Allemagne²⁹) ce qui vient corroborer cette logique d'arbitrage. Ceci dit, le fait qu'EDF fonctionne en « valeur d'usage » semble résulter directement de ce qu'elle aurait éloigné les rechargements de combustible (toujours selon l'analogie : on aurait éloigné les stations-service de manière à ne jamais pouvoir rouler à pleine vitesse).

Cette situation n'est possible que parce que la concurrence est limitée sur la production et particulièrement sur les moyens de production nucléaire et aucun opérateur ne peut venir compenser, avec des moyens comparables, la baisse de la production d'EDF. Cette limitation de la production nucléaire a des conséquences importantes pour les consommateurs car elle maintient des prix élevés sur les marchés de gros, affectant aussi bien les consommateurs au tarif réglementé de vente³⁰ que ceux au prix de marché chez des fournisseurs alternatifs.

b) Les conséquences économiques de la sous-utilisation des capacités de production nucléaire

Toujours sur la base des données RTE et de celles d'EPEX, nous avons tenté d'estimer les pertes et les gains d'EDF qui découlent de la limitation des capacités de production sur la période de 2012 à 2017³¹.

Comme nous l'avons explicité auparavant, EDF fait des arbitrages inter-temporels entre réduire sa production immédiatement et produire plus tard à un prix plus élevé. Les conséquences économiques sont doubles et opposées :

- **La perte immédiate.** La baisse de production entraîne une perte de recette immédiate : l'électricité non produite est, par définition, non vendue.
- **Le gain sur la production différée** est calculé sur la base des volumes que la société EDF vend, à un meilleur prix, sur les marchés à terme (Forward). En effet, une augmentation du prix spot entraîne une augmentation sur les prix des marchés à terme³² (électricité vendue maintenant pour une livraison un an plus tard). Cette évolution des prix permet donc à EDF d'augmenter ses recettes futures.

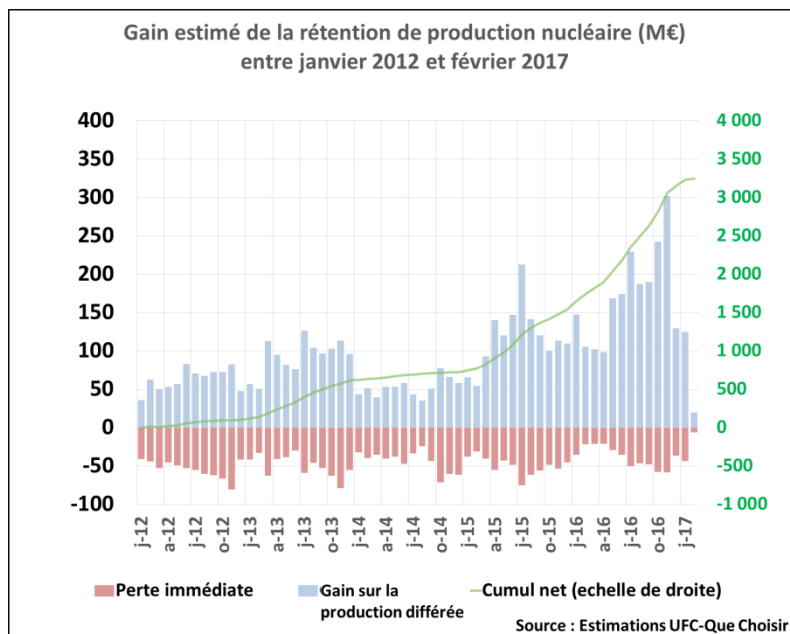
²⁹ Chiffres pour la filière nucléaire REP :

<http://www.cea.fr/multimedia/Documents/publications/ouvrages/Elecnucl-2017.pdf>

³⁰ Dans la construction du tarif réglementé sont intégrés les prix de marché

³¹ Voir méthodologie en Annexe II.

³² Ibid.



Cette pratique aurait permis à EDF d'atteindre, selon nos estimations, un gain d'environ 3,2 milliards d'euros sur une période de 5 ans (de janvier 2012 à février 2017)³³.

c) Exemples concrets de sous-utilisation des moyens de production nucléaire

Dans un document public datant de 2013³⁴, EDF explicite l'utilisation des centrales de Golfech et de Saint-Alban. Nous avons croisé les données de production de la présentation avec celles des prix de marché sur la même période.

- **Centrale de Golfech, en février 2013**

Sur la période de février 2013, les baisses de puissance indiquées dans le document correspondent à des situations de prix de marché de 17,5 €/MWh pour le 2 février 2013 (moyenne entre 4 et 5 heures), de 26,4 €/MWh pour le 5 février 2013 (moyenne entre 3 heures et 5 heures) et même de 38,3 €/MWh pour le 18 février 2013 (moyenne entre 2h et 5h)³⁵. Ces baisses de production semblent ainsi injustifiées, puisque les prix de marché sont bien au-dessus du coût variable d'une centrale nucléaire.

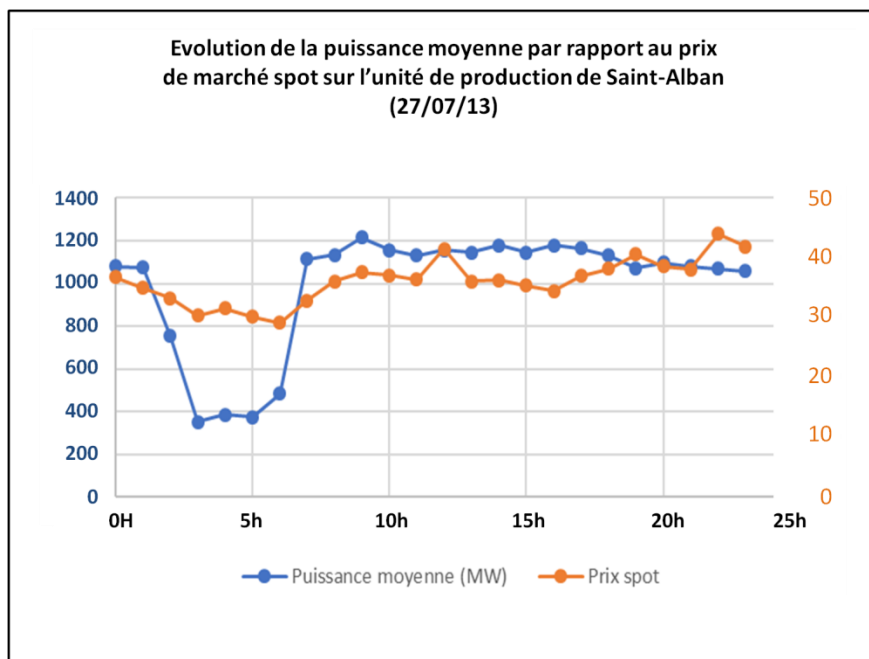
- **Centrale de Saint Alban 1, le 27 juin 2013**

Cette situation de modulation se retrouve pour la centrale de Saint-Alban 1, comme l'illustre le graphique suivant. La puissance de la centrale est diminuée d'environ 64 % sans justification technique et alors même que les prix du marché spot sont supérieurs au coût variable de production du nucléaire.

³³ Ce montant ne prend pas en compte l'impact sur ses propres clients au tarif réglementé de vente.

³⁴ https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2013/2013-09-04-09-06-TM-NPE/8.feutry_france.pdf

³⁵ Extrait document en page 7 et 8



Ceci vient alimenter le fait qu'EDF semble procéder à des arrêts ou à des modulations de puissance en dehors de toute logique de marché.

3. Fermeture de la centrale de Porcheville en pleine crise de disponibilité des moyens de production

Au-delà du nucléaire, on peut s'interroger sur la stratégie d'EDF quant à la gestion de son parc de production électrique.

En effet, dans un communiqué de presse du 21 septembre 2016, EDF actualisait à la baisse ses prévisions de production pour la fin 2016. Cette situation faisait suite à la demande de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) d'arrêter plusieurs tranches nucléaires³⁶.

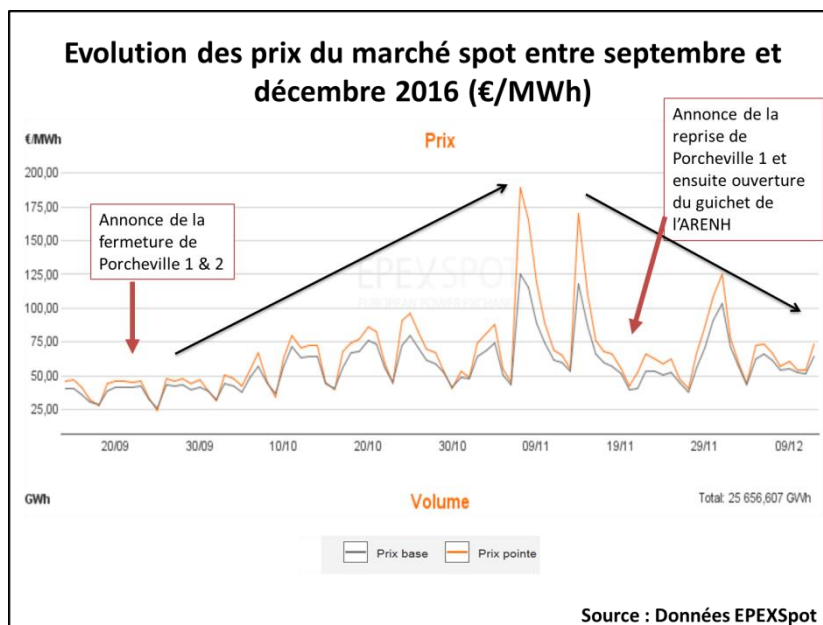
Malgré la crise de disponibilité des moyens de production et des risques sérieux de coupures d'électricité sur la période hivernale à venir, EDF annonçait un jour après, le 22 septembre 2016, l'arrêt définitif de deux tranches fonctionnant au fioul à Porcheville (Porcheville 1 et 2) correspondant à une puissance 1,2 GW, soit l'équivalent en puissance d'environ un réacteur et demi. Les unités fioul permettent de couvrir la pointe de consommation d'électricité.

Cette décision de fermeture à ce moment pose sérieusement question puisqu'EDF prévoyait initialement de fermer cette centrale plus tard. De plus, aucune raison technique n'imposait à l'opérateur de fermer ou d'arrêter cette centrale. D'autant qu'EDF reviendra sur sa décision de fermeture de Porcheville 2 le 18 novembre 2016 pour définitivement la fermer l'année suivante.

Cette annonce, en réduisant encore plus la marge de sécurité du système électrique, n'a fait qu'aggraver une situation alors tendue entre l'offre et la demande sur le marché. Ainsi, entre le 19 septembre 2016 et le 18 novembre 2016 les prix spot « base » et « pointe » vont fortement augmenter de 38 €/MWh à 125 €/MWh pour le premier (contre maximum

³⁶ Selon les données RTE, la disponibilité moyenne sur décembre 2016 fut en baisse de 11,3 GW par rapport à l'année précédente (soit 9% du parc installé)

55 €/MWh l'année précédente sur la même période) et de 43,95 €/MWh à 189 €/MWh pour le second (contre maximum 80 €/MWh l'année précédente sur la même période). L'annonce de la reprise de la centrale de Porcheville puis ensuite l'ouverture du guichet pour l'achat de droit d'ARENH feront baisser la tension sur les marchés spot.



Alors même que les capacités de production nucléaire étaient extrêmement réduites, créant un risque de déséquilibre important entre l'offre et la demande, il semble étonnant, de la part d'EDF, d'annoncer le retrait de moyens de production de pointe au même moment. Au-delà de la sécurité d'approvisionnement, cette action ne fait que réduire les capacités excédentaires permettant de faire face à un pic de demande hivernal. Les différents opérateurs de marché, par manque de visibilité sur la demande, ont probablement surréagi à cette annonce, poussant encore plus à la hausse les prix de marché.

D'après l'ensemble des éléments présentés, on constate une sous-utilisation des capacités de production nucléaire au niveau français. Plutôt que d'utiliser à pleine capacité ses centrales nucléaires quand les conditions de marché le permettent (c'est-à-dire quand le coût variable est inférieur au prix de marché), EDF semble préférer réserver sa production pour les périodes où les prix de marché de gros sont élevés. En cause : l'allongement des cycles d'exploitations des centrales (c'est-à-dire la durée entre deux rechargements de combustible), qui empêche l'utilisation intensive du parc de production nucléaire afin d'économiser le combustible. Cette situation a permis à EDF d'obtenir, selon nos estimations, une recette supplémentaire de 3,2 milliards d'euros entre 2012 et 2017. En effet, si la sous-utilisation des moyens de production entraîne une baisse des recettes à court terme pour EDF, cette perte est plus que compensée par la vente d'électricité à un prix plus élevé sur les marchés à terme. De toute évidence, lorsque l'on regarde les autres pays disposant de capacité nucléaire, l'argumentation autour de la sécurité ne peut être avancée pour justifier une telle gestion du parc nucléaire.

III. Des échanges transfrontaliers entre l'Allemagne et la France en dehors de toute logique de marché

Dans cette partie, nous observerons les échanges transfrontaliers entre la France et l'Allemagne entre 2012 et 2017. Si jusqu'en 2014 les échanges semblaient cohérents au regard des logiques de marché et des contraintes techniques des réseaux, à partir de 2015 nos observations révèlent une véritable singularité dans les échanges entre la France et l'Allemagne au détriment des consommateurs finaux.

1. Intérêt et principe des échanges transfrontaliers

a) L'intérêt des échanges transfrontaliers pour la France

Dans le cadre du développement du marché unique de l'énergie, les interconnexions entre les Etats européens jouent un rôle central à plusieurs titres :

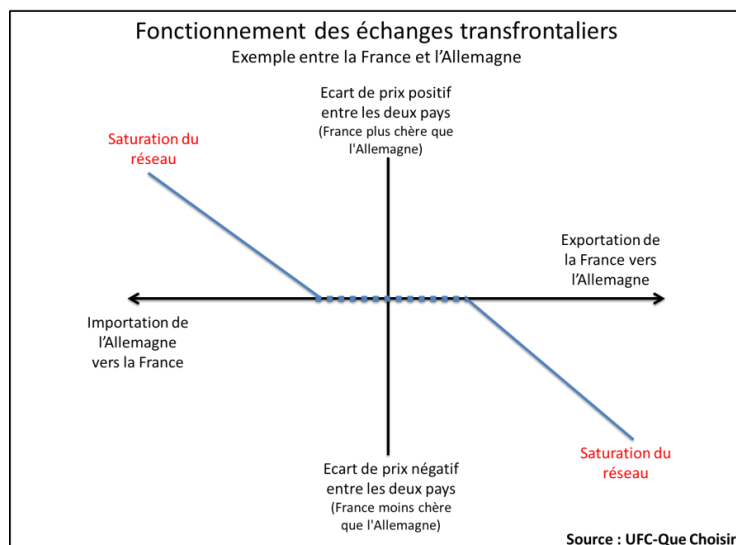
- Elles permettent de tirer profit des complémentarités des parcs de production et de profils de consommation des différents Etats Européens. Par exemple, lors des pics de consommation hivernaux qui entraînent une augmentation des prix du marché français, la France peut importer de l'électricité moins chère des pays voisins au lieu de déclencher des centrales coûteuses, au bénéfice du consommateur final.
- Elles jouent également un rôle essentiel pour la sécurité d'approvisionnement. Historiquement, elles ont permis de développer des mécanismes de solidarité entre les systèmes électriques nationaux. Par exemple, lors du pic record de consommation de 102 GW du 8 février 2012, les importations se sont révélées essentielles (8 % de la puissance nécessaire soit environ 8 GW) pour garantir la sécurité d'approvisionnement et éviter les délestages ou la chute complète du réseau électrique français.

b) Fonctionnement des échanges transfrontaliers

La France, du fait de sa situation géographique, est un acteur central du réseau électrique européen. Elle dispose de lignes à très haute tension permettant des échanges avec tous les Etats qui l'entourent (Royaume-Uni, Espagne, Allemagne, Suisse, Italie, etc.). Cependant, il existe des contraintes techniques fortes (les capacités des réseaux sont limitées) qui contraignent les échanges.

Les échanges transfrontaliers d'électricité reposent sur le principe des vases communicants. Il existe trois types de situations, illustrés par l'exemple suivant entre la France et l'Allemagne :

- Soit les échanges ne sont pas contraints en capacité sur le réseau de transport (il reste de la capacité résiduelle pour importer et exporter plus) et alors les prix de marché s'égalisent entre les deux pays (le palier en bleu pointillé dans le graphique suivant) ;
- Soit les échanges sont contraints dans le sens des exportations (on ne peut pas exporter plus car le réseau est saturé) et alors les prix en France sont plus bas que les prix en Allemagne (pente de droite du graphique) ;
- Soit enfin les échanges sont contraints dans le sens des importations (on ne peut pas importer plus à cause des réseaux saturés) et alors les prix en France sont plus élevés que les prix en Allemagne (pente de gauche sur le graphique).

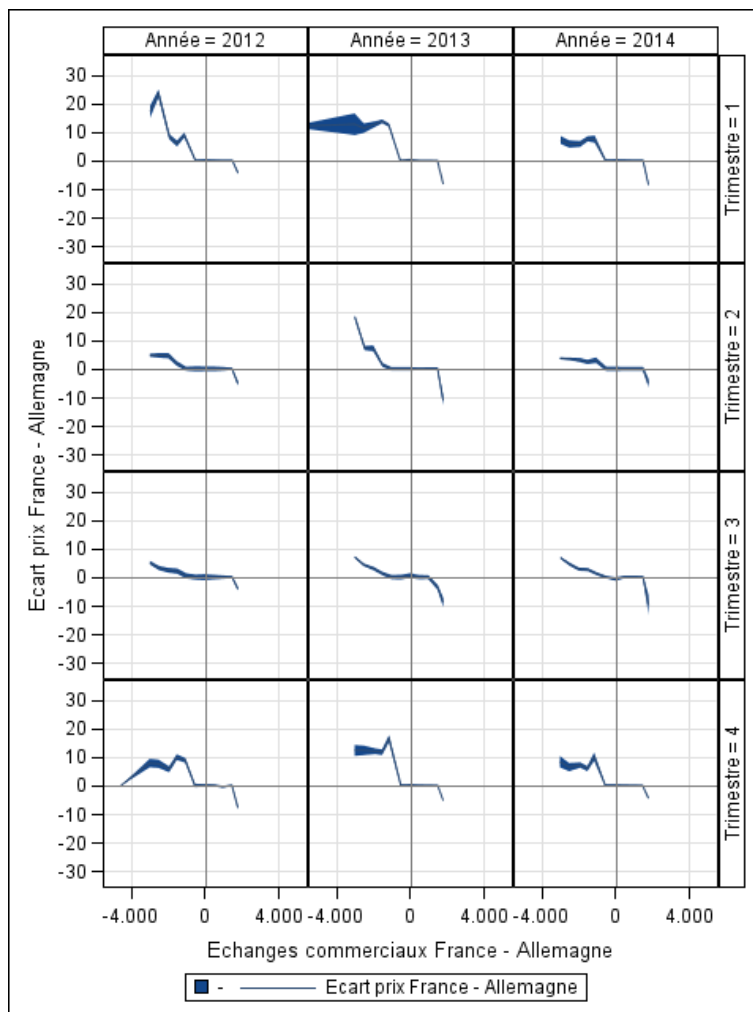


Par conséquent, le différentiel de prix (ou spread) entre la France et l'Allemagne ne devrait pas exister tant que les capacités des réseaux frontaliers ne sont pas saturées.

2. Analyse des échanges transfrontaliers entre la France et l'Allemagne

Sur la base des publications du gestionnaire de réseau de transport et des données EPEX, nous avons analysé les échanges transfrontaliers entre la France et l'Allemagne en fonction des écarts de prix.

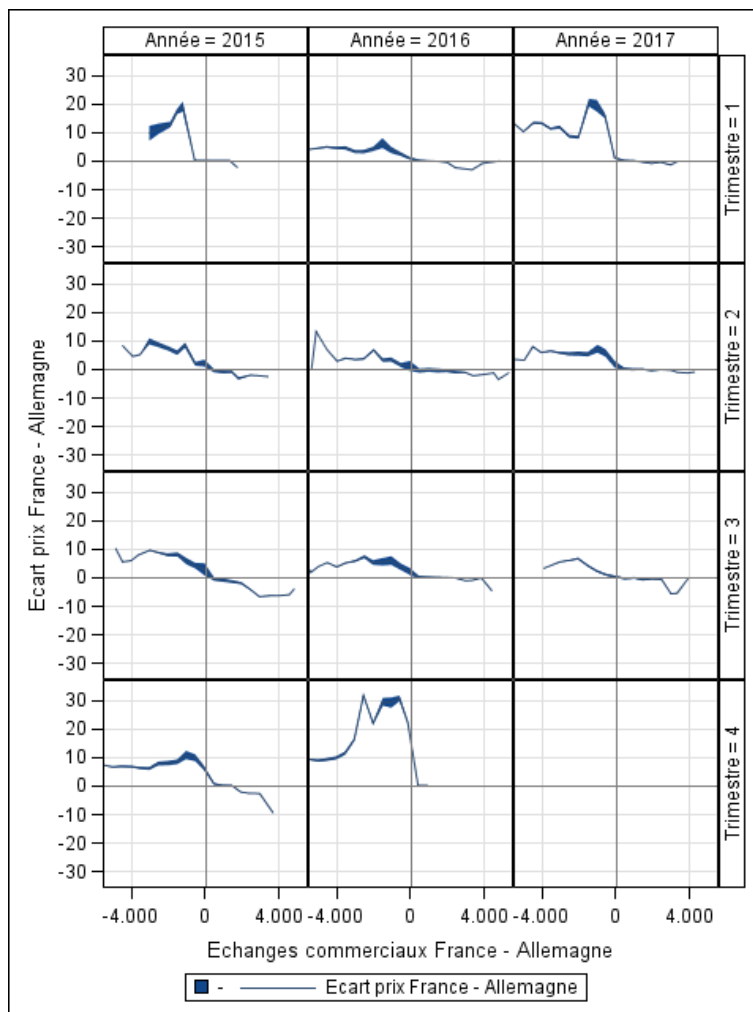
Entre 2012 et 2014, au niveau des échanges trimestriels, on retrouve bien à travers la symétrie la logique d'échanges explicitée précédemment (les échanges sont en échelle horizontale, et les différences de prix France-Allemagne en échelle verticale, l'épaisseur des traits dépend du volume échangé). En effet, on remarque une zone « à différentiel de prix nul », et une zone de prix France plus élevé quand les capacités d'importation sont saturées et inversement quand les exportations sont saturées.



A partir du deuxième trimestre 2015, l'analyse des données montre une singularité. Les courbes ne sont plus symétriques et on constate notamment que le prix français ne se situe quasiment jamais en dessous du prix allemand, même quand les échanges sont fortement exportateurs (aucun différentiel « même au dernier MW exporté »). A l'inverse, le prix français se situe désormais au-dessus du prix allemand alors même que les échanges commerciaux avec l'Allemagne sont faibles (différentiel « dès le premier MW importé »). Ce constat est à relier avec les données de la Commission de régulation de l'énergie³⁷, qui montre que le taux de couplage³⁸, entre les prix de marché spot français et ceux du marché allemand, s'est effondré depuis 2015.

³⁷ Rapport sur le fonctionnement du marché de gros 2016-2017 (page 40)

³⁸ Evolution des prix de l'électricité entre deux marchés distincts



D'un côté, la faiblesse des importations quand l'électricité allemande est moins chère limite la baisse des prix français et, de l'autre côté, l'exportation de volumes importants vers l'Allemagne lorsque que le différentiel de prix est faible permet de « réduire l'offre » sur le marché français et ainsi soutenir les prix français. L'absence de réciprocité a pour conséquence de maintenir des prix sur le marché français artificiellement élevés, entraînant une perte pour le consommateur final d'électricité.

Au-delà de la solidarité entre les systèmes électriques nationaux, les échanges transfrontaliers sont un moyen de faire émerger un marché de l'électricité européen. Normalement, les interconnexions permettent, grâce aux flux d'électricité échangés, de faire converger les prix de marché de gros des différents Etats. Cette convergence perdure tant que les interconnexions entre les pays ne sont pas saturées. En observant les échanges entre la France et l'Allemagne, nous avons constaté que depuis la fin de l'année 2015, les échanges entre les deux pays ne sont plus symétriques. En effet, la France importe peu d'électricité lorsque les prix de marché de gros allemands sont largement inférieurs et elle en exporte beaucoup quand les prix de gros allemands sont légèrement supérieurs. Cette situation ne fait que maintenir des prix élevés en France, au détriment des consommateurs.

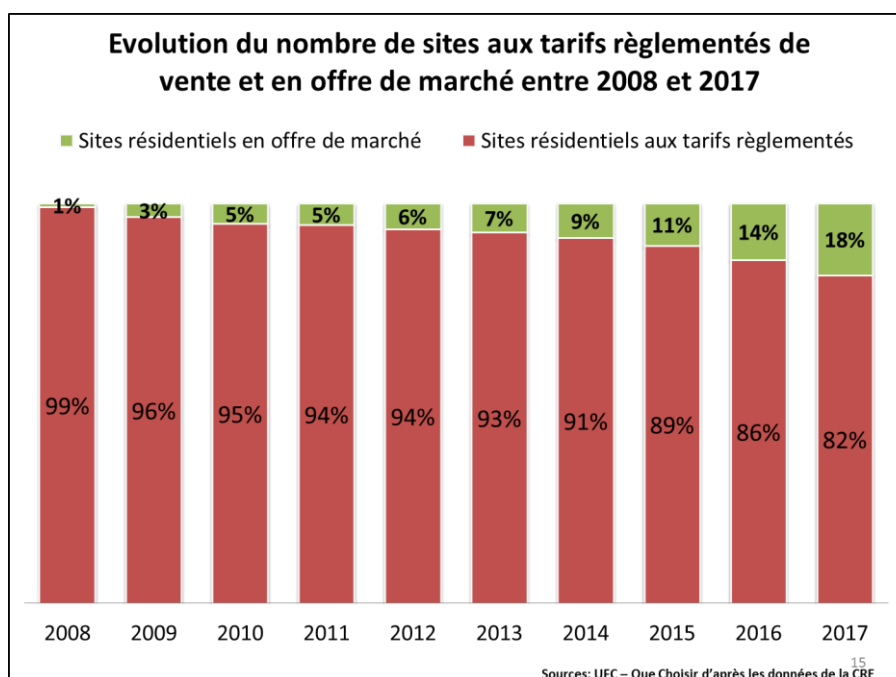
IV. Les conséquences de la sous-utilisation des capacités de production pour les consommateurs particuliers

L'augmentation des prix de gros de l'électricité a nécessairement des répercussions sur les marchés de détail et donc sur les consommateurs particuliers. Dans un marché de détail déjà difficilement concurrentiel, l'augmentation des prix de gros a pour conséquence de réduire les écarts de prix entre les fournisseurs alternatifs et EDF, limitant l'intérêt de quitter ce dernier. Plus largement, l'augmentation des prix de gros a pour effet d'augmenter la facture d'électricité de l'ensemble des consommateurs ayant souscrit à une offre de marché mais également au tarif réglementé de vente d'EDF.

1. Une différenciation tarifaire limitée qui ne stimule pas la concurrence

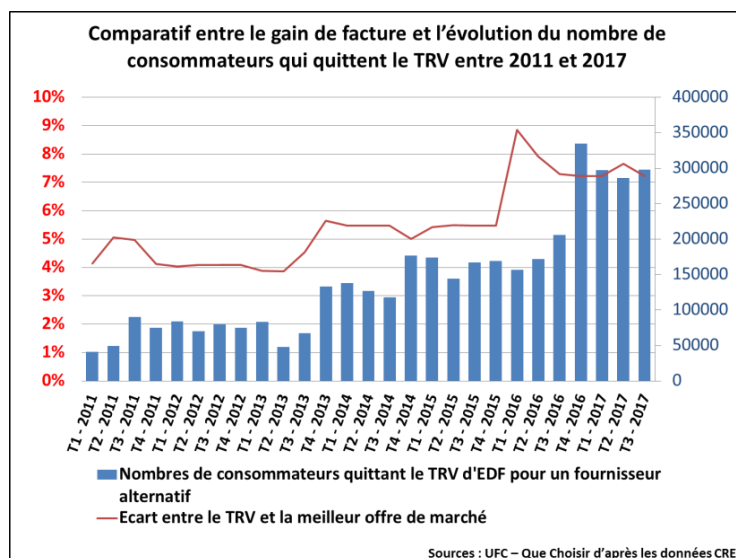
a) Une concurrence qui progresse lentement sur le marché de détail

En 2017, soit 10 ans après l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité des consommateurs particuliers, le fournisseur historique EDF détient encore la grande majorité des parts de marché (83 %). Selon la CRE, ENGIE et Direct Energie, ses deux principaux concurrents, détiennent 11 % de part de marché cumulée³⁹.



Depuis 2015, on constate néanmoins une nette accélération du changement d'opérateur au profit des fournisseurs alternatifs. En effet, le nombre de consommateurs quittant le fournisseur historique a plus que doublé passant d'environ 130 000 consommateurs par trimestre, en 2013, à 300 000 par trimestre, en 2017. Cette accélération peut s'expliquer par une différenciation tarifaire plus importante entre les offres de marché et le TRV (8 % de gain sur la facture en 2017 contre seulement 4 % à 5,5 % auparavant en 2013) mais également par une meilleure stimulation du marché grâce à la multiplication du nombre de fournisseurs (passage de 11 fournisseurs fin 2014 à 23 fin 2017).

³⁹ <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/etat-des-lieux-des-marches-de-detail-2015-et-2016>



L'offre d'électricité étant, jusqu'à présent, relativement homogène, le positionnement tarifaire par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF reste un élément stratégique de différenciation pour les fournisseurs alternatifs. En effet, le principal motif de changement de fournisseur est la recherche de meilleurs tarifs loin devant la différenciation des services ou encore l'aspect environnemental⁴⁰.

b) Les conséquences de la sous-utilisation des capacités de production nucléaire sur les fournisseurs alternatifs

Depuis l'ouverture à la concurrence, deux types de tarification coexistent : les tarifs réglementés de vente d'électricité proposés uniquement par EDF, et les prix de marché proposés par l'ensemble des fournisseurs⁴¹.

Si on enlève la fiscalité et les contributions obligatoires, les tarifs réglementés ou les prix de marché sont composés de deux grands types de coûts :

- Ceux qui sont identiques quel que soit le fournisseur. Le coût **d'accès aux réseaux de distribution et de transport** représente environ 45 % du prix de l'électricité hors taxe (ou 27 % du prix toutes taxes comprises). Cette activité étant régulée, le tarif⁴² est déterminé par la Commission de régulation et de l'énergie (sur la base des coûts d'ENEDIS et RTE) et validé par le Ministre de la transition écologique et solidaire.
- Ceux qui vont dépendre de la stratégie d'optimisation des fournisseurs :
 - Le **coût de production ou celui d'approvisionnement en électricité** correspondent à l'utilisation des moyens de production d'électricité (hydraulique, thermique, nucléaire, renouvelable, etc.) ou à l'achat d'électricité sur les marchés de gros. Pour le tarif réglementé de vente, ce coût représente environ 39 % du prix hors taxe d'un consommateur résidentiel⁴³ et se

⁴⁰http://blog.fr.eni.com/controler-consommation/enquete-ifopeni-les-motivations-et-les-freins-a-un-changement-de-fournisseur*/

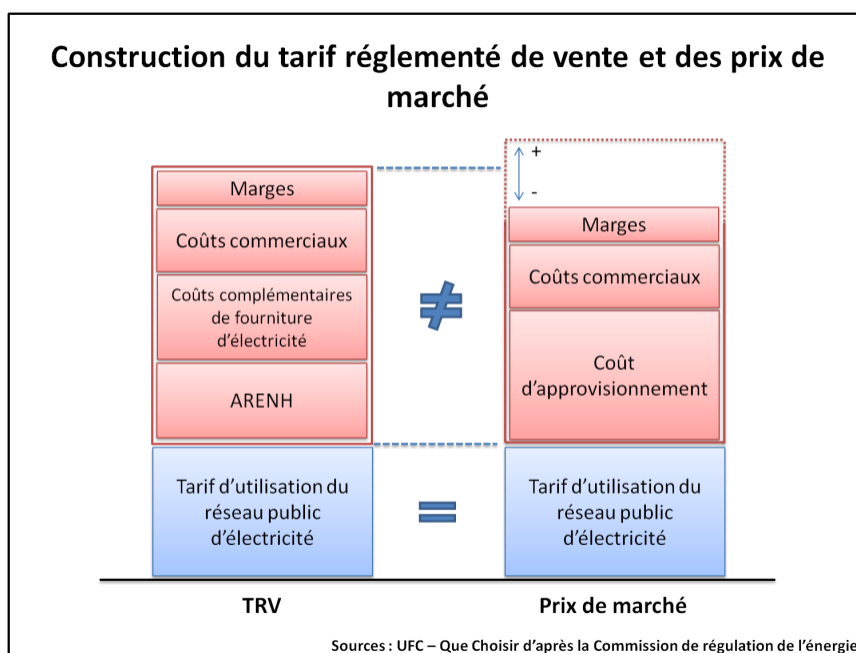
⁴¹ EDF propose des offres de marché mais le nombre de clients reste marginal sur la période de l'étude.

⁴² Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE)

⁴³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 janvier 2018 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

décompose entre le coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité. Pour les prix de marché, les fournisseurs alternatifs font un arbitrage entre différents coûts d'approvisionnement (ARENH, production interne, marché de gros) ;

- **Les coûts commerciaux et la marge.** La commercialisation est l'activité qui se situe à l'interface entre les distributeurs, les producteurs et les consommateurs. Cette activité consiste à vendre au détail de l'électricité achetée en gros ou produite et à garantir un service client. Cette partie représente environ 12 % du prix hors taxe du tarif réglementé de vente.



La compétitivité des prix de marché va dépendre de l'optimisation des coûts commerciaux des fournisseurs alternatifs mais également de leur capacité à s'approvisionner à des coûts inférieurs à ceux d'EDF.

2. **L'impact de la sous-utilisation des capacités de production nucléaires sur la facture des ménages et sur la dynamique de concurrence sur le marché de détail**
 - a) **Les conséquences de la sous-utilisation des capacités sur la dynamique de changement de fournisseur**

Par construction, une augmentation des prix de marché de gros (ou leur maintien à un niveau élevé) entraîne une augmentation des prix de détail (ou leur maintien) qui touche avant tout les clients des fournisseurs alternatifs. En effet, la grande majorité des fournisseurs alternatifs s'approvisionnent en partie sur les marchés de gros⁴⁴ pour couvrir la consommation de leurs clients.

⁴⁴ Il est probable également que les échanges de « gré à gré », entre fournisseurs et producteurs, soient également touchés à cause d'une indexation « de fait » sur les prix de marché de l'électricité.

Toute action ayant pour conséquence l'augmentation des prix de marché de gros affecte plus significativement les offres de marché que le TRV (augmentation des coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs d'un côté, augmentation des seuls coûts complémentaires pour le TRV). Par conséquent, une augmentation des prix de marché de gros entraîne une réduction de l'écart entre le prix des offres de marché et le TRV, limitant de fait l'intérêt des offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs.

Nous n'avons pas pu estimer l'impact de cette situation sur les prix des concurrents et par conséquent sur la dynamique de changement de fournisseurs. Il est cependant probable que l'impact soit plus significatif actuellement qu'il y a 4 ou 5 ans. En effet, la dynamique de concurrence étant plus forte aujourd'hui, la réduction de l'écart entre le prix des offres de marché et le TRV est donc d'avantage préjudiciable.

b) L'impact de la sous-utilisation des capacités nucléaires sur la facture de l'ensemble des ménages

La sous-utilisation du parc nucléaire a affecté l'ensemble des prix des marchés de gros et, par conséquent, a touché l'ensemble des consommateurs finaux puisque les fournisseurs achètent tout ou partie des volumes d'électricité sur ces marchés⁴⁵.

Entre janvier 2012 et décembre 2016, cette sous-utilisation des moyens de production nucléaire a permis le maintien des prix de marché de gros au-dessus d'une situation dite « normale »⁴⁶. Selon nos estimations, l'ensemble des consommateurs individuels a subi une perte sèche d'environ 720 millions d'euros sur les 5 années, au minimum. En y ajoutant une estimation des conséquences sur les clients du tarif réglementé sur les quatre premières années de notre étude, la perte monte même à 2,4 milliards d'euros. Cependant, les conséquences pour les consommateurs sont différentes selon le type de fournisseurs⁴⁷.

- **Conséquences pour les consommateurs chez un fournisseur alternatif**

Dans le détail, 380 millions d'euros de surcoût sont portés par les clients des fournisseurs alternatifs. Sur la période de 2012 à 2016, cela représente un surcoût moyen par consommateur d'environ 109 €. On note cependant une forte augmentation du surcoût individuel moyen entre 2015 et 2016. En effet, entre 2012 et 2014, les fournisseurs alternatifs, pour approvisionner leurs clients, utilisaient un mix entre l'ARENH et le marché de gros⁴⁸. Par conséquent, seule la partie hors ARENH de la fourniture est touchée par la sous-utilisation des capacités de production nucléaires. Ensuite, entre 2015 et 2016, les fournisseurs alternatifs achètent la totalité des volumes d'électricité sur les marchés de gros pour couvrir la consommation de leurs clients. Par conséquent, la totalité des volumes consommés ont été affectés, entraînant une augmentation du surcoût individuel, compris entre 11 € et 16 € par an de 2012 à 2014, puis entre 31 € et 35 € en 2015-2016.

⁴⁵ Les fournisseurs alternatifs qui s'approvisionnent grâce aux contrats de gré à gré sont également affectés car ces derniers sont indexés tout ou partie sur les marchés de gros (voir rapport de la CRE sur le fonctionnement du marché de gros 2015-2016).

⁴⁶ Si EDF avait utilisé l'ensemble des capacités de production nucléaire disponibles

⁴⁷ Méthodologie en Annexe III

⁴⁸ Les prix de marché de gros étant au-dessus de l'ARENH, il est plus avantageux pour les fournisseurs alternatifs de choisir ce mix

Surcoût pour les consommateurs chez un fournisseur alternatif			
Année	Surcoût annuel	Nombre de consommateurs	Surcoût moyen par consommateur
2016	143 214 320 €	4 560 000	31 €
2015	130 213 020 €	3 689 000	35 €
2014	33 181 208 €	3 035 000	11 €
2013	38 916 889 €	2 476 000	16 €
2012	34 500 339 €	2 145 000	16 €
Total	380 025 776 €		109 €

Source : Estimations UFC-Que Choisir

- **Conséquences pour les consommateurs au tarif réglementé de vente chez EDF**

Cette augmentation affecte également les consommateurs au tarif réglementé de vente d'EDF, puisqu'une partie des volumes permettant de couvrir la consommation des ménages au TRV est indexée sur les prix des marchés à terme⁴⁹ (voir schéma page 22). Pour les consommateurs au tarif réglementé de vente, cela représente un surcoût de 340 millions d'euros rien que pour l'année 2016.

Le calcul du surcoût entre 2012 et 2015 est plus complexe car la détermination des tarifs réglementés se faisait alors sur la base de la couverture des coûts et non par empiement comme actuellement. Or, à l'époque, s'il est fait mention par la Commission de régulation de l'énergie d'achats sur le marché de gros⁵⁰ pour déterminer le niveau du TRV, cette dernière ne précise pas les volumes indexés sur les prix de marché.

Surcoût pour les consommateurs au tarif réglementé de vente chez EDF			
Année	Surcoût annuel	Nombre de consommateurs	Surcoût moyen par consommateur
2016	<u>340 960 000 €</u>	27 518 000	12 €
2015	409 891 956 €	28 101 000	15 €
2014	415 995 310 €	28 349 000	15 €
2013	397 401 522 €	28 747 000	14 €
2012	446 555 283 €	28 741 000	15 €
Total	2 010 804 071 €		71 €

Source : Estimations UFC-Que Choisir

⁴⁹ Fixation des prix par empiement qui intègre selon le profil client une partie plus ou moins importante de volume au prix de marché

⁵⁰ <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/analyse-des-couts-de-production-et-de-commercialisation-d-edf>

Néanmoins, à partir du moment où EDF était dans une logique de concurrence sur le marché de détail, on peut considérer que ce dernier optimisait son approvisionnement (et donc ses coûts). Par conséquent, la logique d'approvisionnement entre 2012 et 2015 devrait être proche de celle de 2016. Dès lors, on peut estimer que le surcoût pour les consommateurs au tarif réglementé de vente grimpe d'environ 1,6 milliard d'euros pour atteindre plus de 2 milliards sur les cinq années considérées, soit un surcoût moyen total d'environ 71 € par consommateur.

La sous-utilisation des capacités de production nucléaire a des conséquences sur la détermination des prix de marché de gros, qui se répercutent, du fait de la construction des tarifs et de la logique d'approvisionnement des fournisseurs, sur l'ensemble du marché de détail. Tous les consommateurs particuliers, quel que soit leur fournisseur, ont payé une addition salée d'environ 2,4 milliards d'euros sur cinq ans (2012 – 2016), dont 2 milliards d'euros pour les ménages au tarif réglementé de vente et 380 millions pour les ménages en offre de marché. Cependant, les conséquences vont bien au-delà de l'augmentation de la facture des consommateurs, car en augmentant les prix de marché de gros, EDF a aussi fait augmenter le prix de ses concurrents, limitant ainsi l'écart entre le tarif réglementé de vente d'électricité et les offres de marché. S'il est difficile de chiffrer les pertes pour les consommateurs, EDF est doublement gagnant, d'abord en tant que producteur, car il vend son électricité plus chère grâce à la sous-utilisation des moyens de production nucléaire, mais également en tant que vendeur, puisqu'il limite le départ de ses clients grâce à une augmentation des coûts d'approvisionnement et donc des prix de ses concurrents.

V. Demandes de l'UFC-Que Choisir

Compte tenu des constats dressés dans cette étude, l'UFC-Que Choisir, dans le cadre de l'élaboration de la programmation pluriannuelle de l'énergie, appelle les pouvoirs publics à ne pas limiter le débat à la seule question de l'évolution de la part du nucléaire dans le mix électrique futur, mais également à prendre en compte la problématique de son fonctionnement.

Ainsi, l'association demande la mise en place d'un cadre réglementaire plus contraignant afin d'assurer un fonctionnement du parc nucléaire qui soit bénéfique aux consommateurs et qui n'hypothèque pas les objectifs environnementaux de long terme (développement des énergies renouvelables, pilotage de la demande, extinction des centrales fossiles, etc.).



Annexe I : Cadre d'analyse

L'évolution des prix est sensible à plusieurs facteurs que nous résumerons ici par deux facteurs agrégés :

- La consommation totale nette des productions renouvelables non modulables (éolien, photovoltaïque) ;
- La disponibilité du parc nucléaire.

Le marché connaissant des cycles hebdomadaires qui pourraient affecter l'analyse statistique, pour estimer l'impact de ces deux facteurs agrégés, nous avons procédé à une estimation en différence hebdomadaire :

$$\Delta(\log(p_h)) = k_c \cdot \Delta(C_h) - k_n \cdot \Delta(P_h^N) + \varepsilon_h$$

Où Δ désigne l'opérateur de différence hebdomadaire : $\Delta(X_h) = X_h - X_{h-168}$, C_h la consommation (nette de la production renouvelable non modulable) de l'heure h , et P_h^N la production nucléaire de l'heure h .

Annexe II : Calcul des gains et pertes d'EDF

- **Calcul de la perte immédiate :**

La perte de recette est le produit des volumes disponibles non utilisés (production possible moins production effective heure par heure) multiplié par la marge d'EDF (la différence entre les prix de marché spot et le coût proportionnel du nucléaire de 10€/MWh).

- **Calcul du gain différé pour EDF**

La sous-utilisation des moyens de production nucléaire permet de soutenir les prix sur le marché spot mais également sur les marchés à terme. Le gain est ici différé car nous ne considérons que les recettes supplémentaires perçues grâce aux volumes d'électricité vendus plus cher par EDF sur les marchés à terme à un an (c'est-à-dire les volumes vendus aujourd'hui pour une livraison un an plus tard).

La méthodologie consiste à estimer le prix spot si on utilise la totalité des moyens de production nucléaire disponibles (voir explication dans le (1) de l'annexe suivante) et apprécier l'impact que cela produit sur le prix du marché à terme (Forward). La différence entre le prix du Forward « réel » (factuel) et celui qui aurait dû être obtenu sans sous-utilisation des capacités de production nucléaire (prix Forward contrefactuel) permet de calculer le gain par mégawattheure vendu. Il suffit ensuite d'appliquer cet écart, heure par heure, à l'ensemble des volumes vendus par EDF sur le marché à terme pour estimer le gain mensuel.

Prix spot sans la sous-utilisation des capacités nucléaires

Heure par heure, ont été estimés les prix en l'absence de sous-utilisation des capacités nucléaire. Pour cela, on intègre les capacités nucléaires non-utilisées dans la courbe d'offre pour déterminer le prix spot (courbe d'offre EPEX) avec coût marginal du nucléaire de 10 €/MWh.

Prix Forward sans la sous-utilisation des capacités nucléaires

Ensuite, sur la base des prix spot nous avons estimé l'impact de la non-utilisation des capacités de production nucléaire disponibles sur les prix du marché Forward (de l'année n+1).

$$\text{Comme : } \frac{0,95 * (\text{prix réel} - \text{prix spot contrefactuel})}{8760}$$

(Le coefficient de 0,95 exprime la sensibilité du Forward à la variation des prix du marché spot. Ce coefficient a été estimé économétriquement sur la base des prix Forward Allemagne et de la moyenne sur les 12 derniers mois du spread entre le spot France et le Spot Allemagne.).

Calcul du gain pour EDF

Enfin, le gain différé d'EDF est calculé en reprenant les données publiées par EDF et la CRE sur les volumes vendus qui sont exposés au prix de marché Forward.

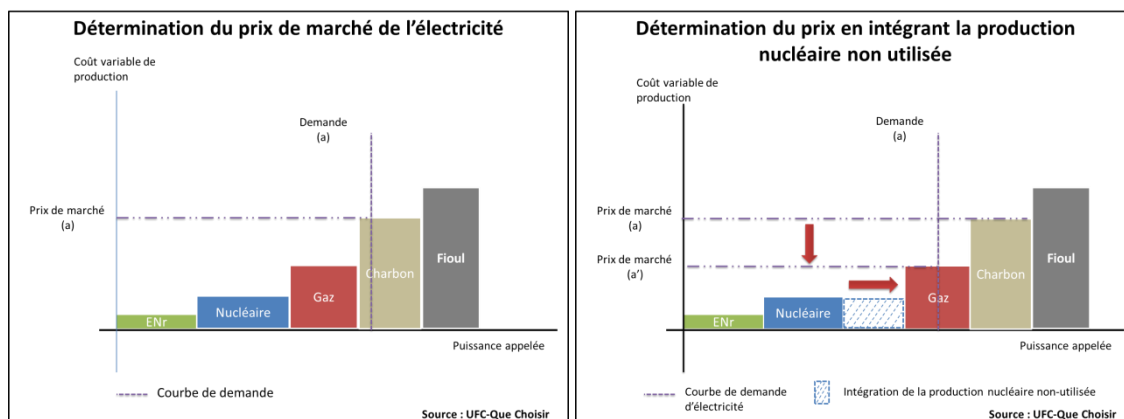
Annexe III : Calcul du surcoût pour les consommateurs

1. Estimation de l'impact de la sous-utilisation des capacités nucléaires sur les prix spot et Forward

• Cas de la non-utilisation des centrales nucléaires et impact sur les prix spot:

Pour simuler l'impact sur les prix de gros de la non-utilisation des capacités disponibles, nous avons procédé de la manière suivante :

- A chaque heure de l'année, sur la base des données RTE, nous avons estimé quelle était la capacité déclarée disponible et qui n'était pas utilisée ;
- Nous avons ensuite vérifié si cette capacité disponible pouvait être écoulee sur le marché :
 - Soit en la substituant à de la production thermique classique en France (fioul, gaz, charbon) ;
 - Soit en l'écoulant sur les capacités disponibles aux frontières.
- Nous avons enfin calculé le prix spot qui aurait résulté de l'équilibre offre-demande sur le marché spot, en ajoutant à la courbe d'offre⁵¹ les capacités non utilisées à un prix d'offre équivalent au coût marginal du nucléaire de 10 €/MWh. Comme le montrent les graphiques ci-dessous, l'insertion des capacités nucléaires modifie l'offre et fait baisser le prix de l'électricité (la demande ne réagissant pas aux évolutions des prix à court terme).



• Evaluation de l'impact sur les prix des marchés à terme

L'équation suivante nous permet d'estimer le prix Forward France en l'absence de rétention de capacité (Forward Contrefactuel) :

$$P_{France}^{Forward, contrefactuel} = P_{France}^{Forward, factuel} + 0,95 * (P_{France}^{Spot contrefactuel, 12 mois} - P_{France}^{Spot factuel, 12 mois})$$

Le coefficient de 0,95 exprime la sensibilité du Forward à la variation du prix spot. Ce coefficient a été estimé économétriquement sur la base des prix Forward Allemagne et de

⁵¹ Courbe d'offre et de demande de l'EPEX

la moyenne sur les 12 derniers mois du différentiel (spread) entre le spot France et le Spot Allemagne.

Ainsi, la différence entre le prix forward (factuel) et le prix forward contrefactuel calculé (c'est à dire en l'absence de sous-utilisation du nucléaire), nous permet d'estimer le surcoût moyen par mégawattheure que subissent les consommateurs entre 2012 et 2016.

2. Méthodologie de calcul des volumes d'électricité qui sont achetés sur les marchés à terme pour l'ensemble des consommateurs

Comme l'impact est essentiellement sur les marchés à terme, nous avons été obligés d'apprécier les volumes achetés par les différents fournisseurs sur ces marchés pour évaluer le surcoût pour les consommateurs.

- **Pour les clients chez un fournisseur alternatif**

Les fournisseurs alternatifs font des arbitrages en fonction du prix des différentes sources d'approvisionnement :

Quand le prix de gros est supérieur au prix de l'ARENH (situation entre 2012 et 2014) : les fournisseurs alternatifs couvrent la consommation totale de leurs clients grâce à des volumes d'achat d'électricité aux conditions de l'ARENH (dans la limite des droits attribués au fournisseur) et du marché de gros (pour le reliquat). Pour calculer les volumes complémentaires, nous reprenons les profils clients utilisés par la commission de régulation de l'énergie pour calculer les droits d'ARENH des fournisseurs alternatifs.

Option tarifaire	Droit d'ARENH
Particuliers en base	79,7%
Particuliers en HP/HC	63,3%

Ainsi, pour les consommateurs en base nous estimons que 20,3% des volumes sont achetés sur le marché de gros. Les 79,7% restants sont couverts par l'ARENH, donc sans impact sur notre estimation.

Quand le prix de gros est inférieur au prix de l'ARENH (entre 2015 et 2016), on constate que les fournisseurs alternatifs ont arrêté d'acheter des volumes d'ARENH⁵². On peut faire l'hypothèse qu'ils couvrent l'ensemble de la consommation de leur clients par l'achat d'électricité sur les marchés à terme⁵³.

- **Répartition des consommations d'électricité entre les différentes options tarifaires**

Nous ne disposons pas de chiffres sur la répartition du nombre de consommateurs et des volumes entre Base et HP/HC pour les fournisseurs alternatifs. Nous faisons donc l'hypothèse que la clé de répartition des volumes est semblable à celle du tarif réglementé de vente d'EDF c'est-à-dire 30 % de la consommation en option base et 70 % en option HC/HP.

⁵² Voir rapport de la CRE sur le fonctionnement du marché de gros entre 2016-2017

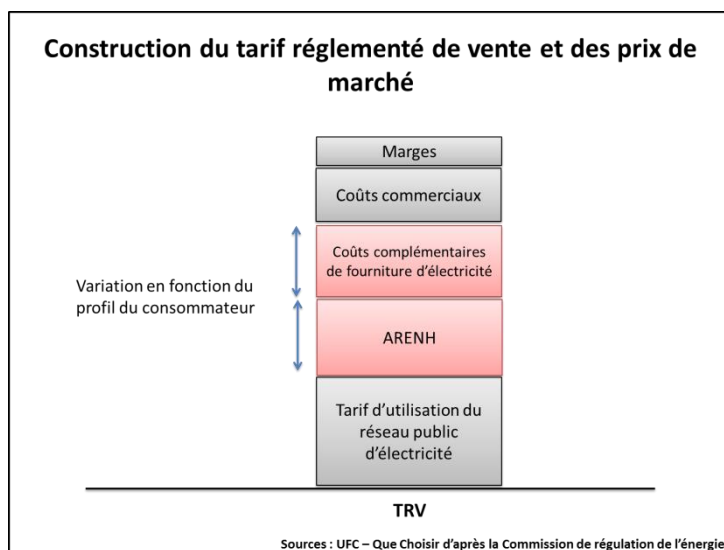
⁵³ Même si un fournisseur s'approvisionne via des contrats de « gré à gré », ces derniers sont indexés sur les marchés à terme.

Année	Volume d'électricité indexé sur le prix de l'ARENH		Volume d'électricité indexé sur le prix de marché de gros	
	Base (TWh)	HC/HP (TWh)	Base (TWh)	HC/HP (TWh)
2016	0	0	5,45	12,45
2015	0	0	4,26	9,74
2014	2,65	4,80	0,67	2,78
2013	2,82	5,11	0,72	2,96
2012	2,43	4,40	0,62	2,55
Total	7,89	14,31	11,72	30,49

Source : Estimations UFC-Que Choisir

- Pour les clients au tarif réglementé de vente :

Pour calculer les volumes achetés sur le marché de gros, nous reprenons les règles de calcul du tarif réglementé de vente par empilement.



Les volumes achetés sur le marché de gros dépendent du profil de consommation. Par exemple, un consommateur avec une offre base a un profil de consommation plutôt plat (pas de chauffage électrique, de chauffe-eau électrique ou de climatisation qui entraînent des pics de consommation), il dispose donc d'une part d'ARENH plus importante qu'un consommateur en Heures creuses/ Heures pleines comme on peut le constater dans le tableau suivant.

Option tarifaire	Droits d'ARENH	Complément de marché
Offre Base	79,7 %	20,3 %
Offre HP/HC	63,3 %	36,7 %
Offre Tempo	52 %	48 %
Offre EJP	70 %	30 %

Pour le calcul du surcoût, seuls les volumes à droite du tableau (« volume d'électricité indexé sur le prix du marché de gros ») sont considérés pour calculer le surcoût annuel qui pèse sur les consommateurs au tarif réglementé de vente d'électricité.

Année	Volume d'électricité indexé sur le prix de l'ARENH				Volume d'électricité indexé sur le prix de marché de gros			
	Base (TWh)	HC/HP (TWh)	Tempo (TWh)	EJP (TWh)	Base (TWh)	HC/HP (TWh)	Tempo (TWh)	EJP (TWh)
2016	29,71	56,32	1,79	1,76	7,57	32,65	1,65	0,75
2015	30,72	58,24	1,85	1,82	7,83	33,76	1,71	0,78
2014	30,21	57,26	1,82	1,79	7,69	33,20	1,68	0,77
2013	26,18	49,63	1,58	1,55	6,67	28,77	1,45	0,66
2012	28,61	54,23	1,72	1,69	7,29	31,44	1,59	0,73
Total	145,44	275,67	8,75	8,61	37,04	159,83	8,08	3,69

Source : Estimations UFC-Que Choisir